COMISIÓN FEDERAL
DE ELECTRICIDAD

SISTEMA PARA PREVENCIÓN DE EXPLOSIÓN E INCENDIO A BASE DE UN SISTEMA MECÁNICO PASIVO DE DESCOMPRESIÓN POR APERTURA DE DISCO DE RUPTURA E INYECCIÓN DE GAS INERTE PARA TRANSFORMADORES Y REACTORES DE POTENCIA

ESPECIFICACIÓN
CFE XXA00-40

JULIO 2015

MÉXICO

PREFACIO

Esta **especificación** ha sido elaborada de acuerdo con las Bases Generales para la Normalización en CFE. La propuesta inicial fue preparada por la **Coordinación de Transmisión y Transformación**.

Revisaron y aprobaron la presente especificación las áreas siguientes:

SUBDIRECCIÓN DE GENERACIÓN

GERENCIA DE LAPEM

GERENCIA DE ABASTECIMIENTOS

GERENCIA DE PROTECCIÓN AMBIENTAL

El presente documento normalizado entra en vigor a partir de la fecha abajo indicada y será actualizado y revisado tomando como base las observaciones que se deriven de la aplicación del mismo. Dichas observaciones deben enviarse a la Gerencia de LAPEM, cuyo Departamento de Normalización y Metrología coordinará la revisión.

AUTORIZÓ

ING. LUIS JAVIER FREYRE RIZO
GERENTE DEL LAPEM

NOTA: Entra en vigor a partir de: 151005

150710											

CFE COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD	**SISTEMA PARA PREVENCIÓN DE EXPLOSIÓN E INCENDIO A BASE DE UN SISTEMA MECÁNICO PASIVO DE DESCOMPRESIÓN POR APERTURA DE DISCO DE RUPTURA E INYECCIÓN DE GAS INERTE PARA TRANSFORMADORES Y REACTORES DE POTENCIA**	**ESPECIFICACIÓN CFE XXA00-40**

C O N T E N I D O

1	OBJETIVO	1
2	CAMPO DE APLICACIÓN	1
3	NORMAS QUE APLICAN	1
4	DEFINICIONES	2
4.1	Alarma de Activación de Disco de Ruptura	2
4.2	Caja de Control	2
4.3	Cilindro de Gas Inerte (Nitrógeno)	2
4.4	Conjunto de Inyección de Gas Inerte	2
4.5	Conjunto de Válvula Anti- Retorno	2
4.6	Detector de Fuego	3
4.7	Disco de Ruptura	3
4.8	Dispositivo de Despresurización	3
4.9	Doble Indicador de Activación	3
4.10	Gabinete del Sistema	3
4.11	Mecanismo de Activación de Inyección de Gas Inerte ´´Automático´´	3
4.12	Reductor de Presión	3
4.13	Relé Buchholz	3
4.14	SCADA	3
4.15	Sensor del Flujo del Cambiador de Derivaciones Bajo Carga	4
4.16	Sistema para Extinción	4
4.17	Válvula de Aislamiento de Aire	4
4.18	Válvula de Retención	4
5	SIMBOLOS Y ABREVIATURAS	4
6	CARACTERISTICAS Y CONDICIONES GENERALES	4
6.1	Condiciones Ambientales	4
6.2	Tipo de Servicio	4
6.3	Altitud de Operación	5
6.4	Diseño por Sismo	5

6.5 Gabinete del Sistema de Prevención y Protección Contra Explosión e Incendio 5

6.6 Tanque de Separación Aceite Gas 5

6.7 Válvula de Cierre del Conservador 5

6.8 Válvula de Sobrepresión 5

6.9 Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendios para Transformadores de 0.1 MVA hasta menos de 5 MVA 5

6.10 Condiciones de Operación 5

6.11 Condiciones de Diseño 8

6.12 Características de Fabricación e Instalación 9

6.13 Acabado 10

6.14 Placa de Datos 10

6.15 Manuales Técnicos 11

6.16 Calculo de Incremento de Presión 11

6.17 Calculo de Despresurización 11

7 PROTECCIÓN AMBIENTAL 11

8 SEGURIDAD INSDUSTRIAL 12

9 EMPAQUE Y EMBALAJE, EMBARQUE, TRANSPORTACION, DESCARGA, RECEPCION, ALMACENAJE Y MANEJO 12

10 CONTROL DE LA CALIDAD 12

10.1 Inspección, Pruebas de Aceptación y Certificación 13

10.2 Certificación de la Instalación del Sistema por el fabricante 13

10.3 Pruebas a Componentes y Dispositivos Auxiliares 14

10.4 Pruebas Ambientales a los Transformadores 14

10.5 Pruebas al Sistema Contra Incendio Terminado 14

10.6 Pruebas de Prototipo 14

10.7 Pruebas de Despresurización Rápida 14

11 CARACTERISTICAS PARTICULARES 14

12 BIBLIOGRAFÍA 14

1 OBJETIVO

Definir las especificaciones técnicas del sistema para prevención de explosión e incendio a base de un sistema mecánico pasivo e inyección de gas inerte (Nitrógeno) para transformadores y reactores de potencia, basado en la despresurización rápida e inyección de gas inerte para el tanque principal del Transformador, cambiadores de derivaciones bajo carga o las cajas de cable con aceite/cajas de cable para boquillas en aceite.

2 CAMPO DE APLICACIÓN

Aplica a transformadores y reactores de potencia nuevos (a ser fabricados) y existentes (ya fabricados) a ser utilizados y/o ya utilizados en las instalaciones de CFE, sean estos monofásicos o trifásicos.

La aplicación del sistema se clasificará en dos y su selección dependerá de las características de los transformadores y reactores de potencia:

a) Pequeños con capacidad desde 0.1 MVA hasta menos de 5 MVA.

b) Medianos y grandes con capacidad de 5 MVA hasta 1000 MVA y/o mayores.

3 NORMAS QUE APLICAN

NOM-008-SCFI-2002	Sistema General de Unidades de Medida.
NOM-002-STPS-2000	Condiciones de Seguridad-Prevención, Protección y Combate de Incendios en los Centros de Trabajo.
NOM-018-STPS-2000	Sistema para la Identificación y Comunicación de Peligros y Riesgos por Sustancias Químicas Peligrosas en los Centros de Trabajo.
NOM-026-STPS-1998	Colores y Señales de Seguridad e Higiene, e Identificación de Riesgos por Fluidos Conducidos en tubería.
NOM-EM-138-ECOL-2002	Establece los Límites Máximos Permisibles de Contaminación de Suelos Afectados por Hidrocarburos, LA Caracterización del Sitio y Procedimientos para la Restauración.
NOM-138-SEMARNAT/SSA/2012	Límites máximos permisibles de hidrocarburos en suelos y lineamientos para el muestreo en la caracterización y especificaciones para la remediación.
NMX-CC-9001-IMNC-2008	Sistemas de Gestión de Calidad-Requisitos.
IEC-60186-1987	Voltage Transformers.
ISO-9001-2008	Management Systems-Requirements.
NRF-001-CFE-2007	Empaque, Embalaje, Embarque, Transporte, Descarga, Recepción y Almacenamiento de Bienes Muebles Adquiridos por CFE.
NRF-002-CFE-2009	Procedimientos e Instructivos Técnicos.

NRF-013-CFE-2010	Señales de Seguridad.
CFE-D8500-01-2012	Guía y Aplicación de Recubrimientos Anticorrosivos.
CFE-D8500-02-2012	Recubrimientos Anticorrosivos.
CFE-DY700-08-1999	Soldadura y sus Aspectos Generales.
CFE-DY700-16-2000	Soldadura y sus Aplicaciones.

NOTA **En caso de que los documentos siguientes sean revisados o modificados, debe utilizarse la edición vigente en la fecha de publicación de la convocatoria de licitación, salvo que la CFE indique otra cosa.**

4 DEFINICIONES

4.1 Alarma de Activación del Disco de Ruptura

El sistema puede constar con varios conjuntos, cada conjunto tendrá una función. Los indicadores de monitoreo, tales como el doble indicador de activación en el disco de ruptura, deben ser conectados al sistema SCADA de la subestación/planta.

4.2 Caja de Control

Es un controlador lógico programable, la caja de control permitirá monitorear y operar todas las funciones eléctricas de los comandos y señales del sistema, señalando los eventos con indicadores luminosos, debiendo contar con permisivos para el control del sistema a través de los esquemas de protección del transformador o reactor y debiendo ser instalado en el interior de la caseta de operaciones o cuarto de control. Todas las señales del sistema correspondientes al conjunto de despresurización son conectadas desde la caja de control hasta el sistema scada de la planta o subestación.

4.3 Cilindro de Gas Inerte (Nitrógeno)

Cilindro que sirve para almacenar la cantidad de gas inerte bajo presión suficiente para asegurar la inyección al interior del tanque principal del transformador, de los cambiadores de derivaciones bajo carga o las cajas de cable con aceite/cajas de cable para boquillas en aceite del transformador o reactor de potencia. Es un recipiente con válvula para adaptación del mecanismo de activación de inyección de gas inerte “automático” y con manómetro.

4.4 Conjunto de Inyección de Gas Inerte

Se requiere de un conjunto de inyección de gas inerte (cigi) para garantizar la seguridad de las personas y evitar el efecto bazuca causado por el contacto del gas explosivo con el aire (oxígeno) al abrir el tanque después del incidente. El cigi, utiliza nitrógeno como gas inerte el cual crea un ambiente seguro dentro del tanque principal del transformador, de los cambiadores de derivaciones bajo carga o las cajas de cable con aceite/cajas de cable para boquillas en aceite después del proceso de despresurización.

4.5 Conjunto de Válvula Anti-Retorno

Conjunto instalado a proximidad de cada punto de inyección de gas inerte del tanque principal del transformador, de los cambiadores de derivaciones bajo carga y de las cajas de cables para boquillas en aceite y que permite evitar un daño a la tubería de inyección de gas inerte (tigi) drene el aceite del transformador. En el conjunto de válvula anti-

retorno está instalada la válvula manual con indicador de posición que permite confirmar su estatus al personal de operación.

4.6 Detector de Fuego

Es un dispositivo diseñado para operar al existir un aumento inadmisible de temperatura y debe estar montado en la tapa del transformador o reactor.

4.7 Discos de Ruptura

Componente del conjunto de despresurización que se active con el primer pico de presión dinámica antes de que la presión estática aumente permitiendo la despresurización del tanque principal del tanque del transformador, de cada cambiador de derivaciones bajo carga, y cada caja de cable con aceite/ cajas de cable para boquillas en aceite.

4.8 Dispositivo de Despresurización

Dispositivo diseñado para activarse durante una falla interna bajo el primer pico de presión dinámica de la onda de choque evitando la explosión del transformador antes de que la presión estática aumente. En el proceso de despresurización no se emplearán actuadores, relevadores, ni disparadores eléctricos porque estos añadirían retrasos inaceptables al proceso. Este dispositivo se instala en el tanque principal del Transformador, en los Cambiadores de Derivaciones Bajo Carga o las Cajas de Cable con Aceite/Cajas de Cable para Boquillas en Aceite.

4.9 Doble Indicador de Activación

El conjunto de Despresurización proveerá un Doble Indicador de Activación (2 señales) para activar el disyuntor del transformador directamente, sin otras señales. El Doble Indicador de Activación debe ser conectado al sistema SCADA de la subestación/planta.

4.10 Gabinete del Sistema de Prevención y Protección Contra Explosión e Incendio

Caja metálica adecuada para alojar el cilindro de nitrógeno a presión, así como los accesorios necesarios para la inyección de nitrógeno.

4.11 Mecanismo de Activación de Inyección de Gas Inerte “Automático”

Actuador Eléctrico para activación de Inyección de Gas Inerte “Automático” del/los cilindro(s) de gas inerte. Este dispositivo activa automáticamente la inyección del gas inerte en el/los cilindro(s) de gas inerte después de la confirmación de la apertura del dispositivo de despresurización rápida en combinación con la operación de una protección eléctrica.

4.12 Reductor de Presión

Dispositivo que disminuye la presión y el flujo del nitrógeno contenido en el cilindro, el cual se inyecta al interior del tanque por la parte inferior del transformador o reactor mediante uno o más puntos.

4.13 Relé Buchholz

Dispositivo propio del transformador que se utiliza para desconectar el interruptor principal si se detecta gas.

4.14 SCADA

Supervisión, control y adquisición de datos

4.15 Sensor del Flujo del Cambiador de Derivaciones Bajo Carga

Dispositivo propio del cambiador que opera en caso de presentarse un flujo de presión inversa.

4.16 Sistema para Extinción de Fuego

Es un conjunto de detector lineal de calor diseñado para operar al existir un aumento inadmisible de temperatura en la cubierta del transformador; es montado en el perímetro de la tapa del tanque principal del transformador, cubriendo los cambiadores de derivaciones bajo carga y las cajas de cables para boquillas en aceite.

4.17 Válvula de Aislamiento de Aire

Conjunto que aísla el aire (oxigeno) de estar en contacto con la mezcla de aceite y gases inflamables; debe ser instalado en el punto de evacuación de los gases en un área segura y lejana al transformador y equipo en la planta o subestación.

4.18 Válvula de Retención

Dispositivo que evita que el aceite fluya del tanque conservador hacia el tanque principal del transformador o reactor, cuando el sistema este activado y debe indicar su posición.

5 SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

CIGI Conjunto de Inyección de Gas Inerte.

TIGI Tubería de Inyección de Gas Inerte.

m s.n.m. Metros sobre el nivel del mar.

g Unidad de aceleración sísmica utilizada en terremotos “intensidad de campo Gravitatorio”.

TSAG Tanque de Separación Aceite-Gas.

CDBC Cambiador de Derivaciones Bajo Carga.

TSAGM Tanque de Separación Aceite-Gas fijado a la Mampara.

MJ Mega Joules.

6 CARACTERÍSTICAS Y CONDICIONES GENERALES

6.1 Condiciones Ambientales

El sistema debe ser diseñado y fabricado para operar a valores de temperatura ambiente de -10 °C a 50 °C, considerando una temperatura ambiente promedio de 30 °C durante un periodo de 24 horas de acuerdo a las **Características Particulares.**

6.2 Tipo de Servicio

El sistema para protección contra explosión e incendio de los transformadores y/o reactores de potencia debe ser diseñado para operar continuamente en interior o intemperie.

6.3 Altitud de Operación

El sistema debe ser diseñado y fabricado para operar correctamente hasta una altitud de 3000 m s.n.m. o lo que se indique en las **Características Particulares.**

6.4 Diseño por Sismo

El sistema debe ser diseñado para una aceleración sísmica (g) sobre el eje horizontal de 0.3 g y aceleración sobre el eje vertical de 0.15 g, o lo que se indique en las **Características Particulares**.

6.5 Gabinete del Sistema de Prevención y Protección Contra Explosión e Incendio

Gabinete metálico adecuado con protección contra polvo y chorros de agua y que debe tener los accesorios necesarios para mantener en un ambiente controlado y adecuado el/los cilindro(s) de gas inerte a presión. Los accesorios son:

a) Un resistencia calefactora y termostato para control de temperatura.

b) Una lámpara para iluminación interior del Gabinete metálico.

c) Un higrostato para áreas de alta humedad.

Este Gabinete metálico debe contar con los mecanismos para controlar la inyección de gas inerte:

a) Un reductor de presión para inyectar gradual y ligeramente el gas inerte.

b) Una manguera flexible.

c) Un distribuidor de gas inerte para repartir el gas inerte en forma proporcional al volumen del tanque principal del transformador, de los cambiadores de derivaciones bajo carga o las cajas de cable con aceite/cajas de cable para boquillas en aceite. El distribuidor debe contar con un dispositivo de seguridad de presión.

El Gabinete metálico debe ser para uno o más cilindros de gas inerte según el requerimiento de cantidad de cilindros de gas inerte.

6.6 Tanque de Separación Aceite Gas

Tanque de separación aceite-gas (tsag) que recoge la mezcla de aceite despresurizado y gases inflamables explosivos para separar el aceite de los gases. Es recomendado ubicar el tsag en una sección del conservador del transformador como se hace muchas veces para el conservador para el aceite del cambiador de derivaciones bajo carga (cdbc). La sección asignada para el tsag en el conservador del transformador debe tener un volumen mínimo de 0.5 m^3 o 17.6 ft^3.

a) Cuando el TSAG está integrado al conservador no hay la necesidad de hacer instalaciones locales.

b) Cuando el TSAG es independiente del conservador, se requiere un tanque adicional y tuberías. Este tanque adicional corresponde a una de las dos siguientes configuraciones:

6.6.1 Tanque de separación aceite gas fijado a la mampara

TSAG fijado a la mampara (TSAGM) debe tener un volumen mínimo de 0.5 m^3 o 17.6 ft^3. La parte superior del TSAGM debe ser instalado 100 mm (3.9 pulgadas) por encima del tanque conservador.

6.6.2 Tanque de separación aceite gas fijado elevado

TSAG Elevado (TSAGE), debe ser fijado sobre una estructura metálica, debe tener un volumen mínimo de 0.5 m^3 o 17.6 ft^3. La parte inferior del TSAGE debe ser instalado 100 mm (3.9 pulgadas) por encima del tanque conservador.

6.7 Válvula de Cierre del Conservador

Es una válvula de retención que debe ser utilizado cuando se considera un TSAG, para activar el dispositivo el flujo mínimo de aceite debe ser de 2.07 L/s (32.81 galones por minuto) para cuando este dispositivo es de diámetro nominal de 80 mm (3 pulgadas), y de un flujo mínimo 1.39 lltros por segundo (22 galones por minuto) cuando este dispositivo es de diámetro nominal de 50 mm (2 pulgadas).

6.8 Válvula de Sobrepresión

El transformador y/o reactor debe de tener instalada una válvula de sobrepresión en el tanque principal del transformador, en el/los cambiadores de derivaciones bajo carga adheridos al tanque principal (externos) y en las cajas de cables en aceite adheridos al tanque principal. La válvula de sobrepresión permitirá evacuar el exceso de aceite que genera presión estática durante la operación normal del transformador y evitar que esta presión sobrepase y dañe la calibración específica en el disco de ruptura.

En cambiador de derivación bajo carga interno, la válvula de sobrepresión será remplazada por el conjunto de despresurización al menos que el fabricante del transformador prever 2 conexiones en la tapa del cambiador.

6.9 Sistema de Prevención Contra Explosión e Incendios para Transformadores de 0.1 MVA hasta menos de 5 MVA

Debido al diseño y volumen de aceite de los transformadores con capacidad desde 0.1 MVA hasta menos de 5 MVA, no se considera:

a) El Sistema de Extinción de Fuego.

b) La inyección de gas inerte automática.

c) La Válvula de Aislamiento del dispositivo de despresurización.

Esto conlleva a la:

a) Eliminación del conjunto Detector Lineal de Calor.

b) Eliminación de la caja de control debido a que la inyección de gas inerte automática y el conjunto detector lineal de calor no serán considerados y por ende no es requerido una lógica de operación para la inyección del gas inerte de modo automático.

c) Modificación de dispositivo de inyección de gas inerte, que puede hacerse manualmente desde un Gabinete Fijo o un Gabinete Móvil según el número de transformadores de pequeña potencia a proteger en el mismo sitio.

El sistema para transformadores con capacidad desde 0.1 MVA hasta menos de 5 MVA debe contactar con:

a) Conjunto de Despresurización de 90-grados dado el pequeño tamaño de estos transformadores.

b) Disco de ruptura con un doble indicador de activación conectado.

c) Tanque de Separación Aceite Gas.

d) Válvula de Aislamiento de Aire.

e) Conjunto de Válvula Anti-Retorno.

Una vez que el sistema ha operado, por motivos estrictos de seguridad es mandatorio la inyección de gas inerte al interior del transformador antes de que el personal de mantenimiento y/o del equipo de inspección habrá las tapas de inspección y comience a trabajar; esto garantiza que el efecto bazuca se evite, el cual frecuentemente daña al personal envuelto en reparaciones.

Para los transformadores con capacidad desde 0.1 MVA hasta menos de 5 MVA la inyección de gas inerte se hace manualmente desde un gabinete fijo o un gabinete móvil según el número de transformadores de pequeña potencia a proteger en el mismo sitio.

6.9.1 Gabinete Fijo de inyección de gas inerte

Gabinete metálico adecuado con protección que debe tener los accesorios necesarios para controlar la inyección de gas inerte y permitir su operación segura. Los accesorios deben corresponder a:

a) Cilindro de Gas Inerte de 5 L (Nitrógeno) con válvula mecánica para activación manual.

b) Reductor de presión.

c) Manguera flexible con conexión a la tubería de inyección de gas inerte dentro y abajo del transformador.

d) Dispositivo(s) de seguridad (alivio de presión).

6.9.2 Gabinete Móvil de inyección de gas inerte

Solo en caso que la subestación cuente con múltiples transformadores con capacidad desde 0.1 MVA hasta menos de 5 MVA se suministra un gabinete móvil el cual debe ser almacenado en un espacio seguro, de fácil acceso y cerca del/los transformadores.

El gabinete móvil es un carro de 2 ruedas que lleva una botella de nitrógeno de 50 L que contiene los mismos elementos que el gabinete fijo:

a) Reductor de presión.

b) Manguera flexible con conexión a la tubería de inyección de gas inerte dentro y abajo del transformador.

c) Dispositivo(s) de seguridad (alivio de presión).

6.10 Condiciones de Operación

Debe cumplirse los criterios de operación siguientes:

a) El sistema de despresurización del tanque principal del transformador, de los cambiadores de derivaciones bajo carga y de las cajas de cables para boquillas en aceite (o su compensación), debe estar calibrado para que opere con el primer pico de presión dinámica abriendo totalmente el disco de ruptura en un tiempo de 2.5 a 6 ms.

b) El sistema debe contar con medios que impidan la entrada de aire al interior del tanque principal del transformador, de los cambiadores de derivaciones bajo carga y de las cajas de cables para boquillas en aceite después de la despresurización.

c) El sistema debe contar con medios que permitan extender la prevención contra explosión e incendio a las cajas de cables para boquillas en aceite (o ser compensados con conjuntos adicionales en el tanque del transformador) así como del contenedor del cambiador de derivaciones cuando este se encuentre bajo carga

d) Para transformadores y/o reactores de potencia nuevos y existentes el fabricante del sistema es responsables de confirmar los conjuntos de despresurización requeridos.

e) El sistema debe contar con una válvula de aislamiento para cada conjunto de despresurización del tanque principal del transformador, de los cambiadores de derivaciones bajo carga y de las cajas de cables para boquillas en aceite que se utilizan para aislar producto durante las operaciones de mantenimiento. las válvulas de aislamiento del sistema deben soportar la presión de vacío utilizado para el secado de los transformadores.

Por diseño, una válvula de aislamiento no será incluida en los conjuntos de despresurización para los cambiador de derivaciones bajo carga tipo interno.

f) El monitoreo de todos los sensores y señales y la lógica de operación deben ser localizados en la caja de control. la caja de control debe instalarse en el cuarto de control. debe tener las salidas necesarias para conectar las señales de los indicadores dobles de los disco de ruptura al sistema scada de la subestación o planta.

g) La lógica de operación debe tener redundancia y operar con al menos dos señales independientes, una eléctrica de la operación de la protección diferencial, sobre corriente, relé buchholz, o relé de falla a tierra y la otra mecánica de una sobrepresión interna.

h) La lógica de operación debe tener una lógica de respaldo para accionar la extinción de fuego con un tiempo de retardo que opere también con al menos dos señales independientes, siendo una de ellas el detector lineal de calor y la otra señal sería la de un relevador de protección eléctrica.

i) El principio lógico de la operación debe accionar la inyección automática del gas inerte (por la parte inferior del tanque principal del transformador, de los cambiadores de derivaciones bajo carga y de las cajas de cables para boquillas en aceite) posterior a la despresurización del tanque, iniciada por el arranque de la lógica de control y protección.

j) Los sistemas de alimentación de la caja de control del producto deben ser redundantes y de fuentes separadas. este debe tener la supervisión mediante alarmas locales y remotas.

k) La inyección del gas inerte al interior del tanque principal del transformador, de los cambiadores de derivaciones bajo carga y de las cajas de cables para boquillas en aceite debe ser suficiente en cantidad, presión y flujo para enfriar el aceite y evitar su incendio.

l) El gas inerte (nitrógeno) utilizado para inyectarse al interior del transformador y/o reactor debe ser de alta pureza libre de humedad y acompañado con su hoja de datos de seguridad.

m) Debe contar con medios que impidan la entrada de aire al interior del tanque principal del transformador, de los cambiadores de derivaciones bajo carga y de las cajas de cables para boquillas en aceite después de la despresurización.

n) El sistema debe contar con medios automáticos que permitan bloquear el flujo de aceite del tanque conservador al tanque principal en caso de un incidente.

o) El gabinete debe contar con resistencia calefactora.

p) El gabinete y la caja de control debe contar con higrostato para áreas de alta humedad.

q) El gabinete debe contar con una lámpara para fácil acceso y operación.

r) El sistema debe contar con un control manual para iniciar la inyección de gas inerte en caso de falla del automatismo.

6.11 Condiciones de Diseño

El diseño del sistema preventivo contra explosión e incendio propuesto para transformadores y reactores de potencia, debe incorporar los cálculos para las corrientes de corto circuito:

a) El proveedor y/o fabricante del sistema debe proporcionar un modelo físico-matemático que compruebe la transferencia de la energía calorífica hacia el aceite dieléctrico, que tome en cuenta el volumen de los gases explosivos generados de falla, a fin de considerar el efecto de la más crítica.

El “hardware” y “software” utilizados en el sistema debe tomar en cuenta todos los detalles constructivos del transformador o reactor de potencia, como materiales, dimensiones y diseño, así como el tamaño y la geometría de la tubería de despresurización.

b) Los resultados de los cálculos deben mostrar la evolución de la presión interior del transformador o reactor de potencia antes, durante e inmediatamente después de la falla.

c) Los resultados anteriores deben llevar a la determinación de la cantidad y tamaño del dispositivo despresurizador y confirmar la suficiencia de la tubería de despresurización.

El proveedor y/o fabricante del sistema debe suministrar toda la información acerca de los cálculos.

d) Para transformadores y/o reactores de potencia nuevos el fabricante del sistema de respaldo contra incendio en conjunto con el fabricante del transformador y/o reactor, son responsables de determinar la ruta del detector lineal de calor sobre la superficie del tanque principal del transformador, de los cambiadores de derivaciones bajo carga y de las cajas de cables para boquillas en aceite. debe utilizar soportes o fijadores que soporten las vibraciones del transformador y las condiciones ambientales al interior e intemperie.

El diseño del sistema debe permitir cualquier tipo de mantenimiento al tanque principal del transformador, de los cambiadores de derivaciones bajo carga y de las cajas de cables para boquillas en aceite permitiendo fácil acceso a los registros-hombre para la inspección.

Las válvulas de aislamiento y/o discos de ruptura deben soportar la presión de vacío utilizado para el secado de los transformadores.

6.12 Características de Fabricación e Instalación

El sistema debe tomar en cuenta los requerimientos siguientes para la instalación:

a) Toda la tubería, bridas, juntas de expansión, conexiones y tornillería expuesta a la intemperie utilizada en el sistema, debe ser de acero o lo que se indique en las **Características Particulares**.

b) Toda la tubería que está en contacto con el aceite debe ser de acero inoxidable.

c) Alrededor de todas las tuberías, que se instalen a través de las paredes pisos, plataformas o cimientos, deben estar provisto de espacios libres, los cuales se describen a continuación.

- Espacios libres.
- El claro mínimo de sus cuatro lados no debe ser menor de 25 mm para tuberías hasta de 89 mm, y de 51 mm para tuberías de 102 mm y mayores, con excepción de las instalaciones que se conectan mediante acoplamiento flexibles a 0.3 m de cada lado del muro.
- Rellenado de espacios libres.
- Cuando sea requerido, los claros libres en torno a las tuberías deben ser rellenados con material flexible apropiado.

d) Las uniones entre tuberías y aditamentos para unir tubería deben ser soldadas. La soldadura debe cumplir con los requerimientos de las especificaciones CFE DY700-08 y DY700-16, para uniones de tuberías de protección contra incendio, o bridadas cuando se indique en las Características Particulares.

e) Todas las tuberías deben ser unidas únicamente con aditamentos para unir tubería (bridas, piezas “T”, codos de 90 grados, codos de 45 grados, codos de radio largo, corto, etc.).

f) Cuando la tubería principal o sus ramales se incrementan de medida, debe emplearse aditamentos diseñados para tal fin. En los cambios de medida de las tuberías, debe utilizarse aditamentos de una sola pieza.

g) El conjunto del detector lineal de calor debe ser capaz de resistir las condiciones ambientales y de incendio establecidas en esta especificación.

h) Todos los soportes y estructuras auxiliares para la tubería que queden expuestas a condiciones atmosféricas de humedad o ambientes corrosivos deben ser resistentes a la corrosión o aplicar recubrimiento protector a las superficies expuestas, de acuerdo a las especificaciones CFE D8500-01 y D8500-02.

i) El Tablero de control debe ser capaz de operar automáticamente en condiciones de servicio previamente especificadas.

j) Para transformadores y/o reactores de potencia nuevos y/o existentes es responsabilidad del fabricante del transformador y del fabricante del equipo de prevención y protección contra incendio la selección de partes que requieran ser redundantes para asegurar la operación correcta del sistema.

k) Las características de las tablillas deben ser de acuerdo a la sección transversal de cable de control de llegada, de acuerdo a lo indicado en las **Características Particulares.**

l) Todos los gabinetes metálicos y tuberías deben conectarse a tierra, esta conexión debe ser con alambre de cobre de sección transversal apropiado.

6.13 Acabado

Todos los gabinetes metálicos y tuberías deben conectarse a tierra de acuerdo a lo indicado en la referencia [1] del capítulo 12 de esta especificación, esta conexión debe ser con alambre de cobre de sección transversal apropiado.

6.14 Placa de Datos

La placa de datos debe ser de acero inoxidable. La fijación de la placa debe hacerse por medio de remaches o puntos de soldadura. No se aceptan placas atornilladas. La información contenida en la placa debe ser en bajo relieve profundo, no se acepta grabado por golpe, excepto para el número de serie, fecha de fabricación y número de pedido.

Las leyendas deben de estar en idioma español y cumplir con la norma NOM-008-SCFI.

Las placas deben tener los siguientes datos:

a) Nombre del fabricante y/o logotipo.

b) Leyenda: Sistema de prevención de explosión e incendio.

c) Tipo y/o modelo.

d) Número de serie.

e) Logotipo / siglas de CFE.

f) Tensión y frecuencia nominal del sistema auxiliar de control.

g) Identificación de país de origen.

h) Mes y año de fabricación.

i) Masa total en kg.

j) Presión de recarga del cilindro en kPa.

k) Cantidad en kg y pureza del gas.

6.15 Manuales Técnicos

El fabricante y/o proveedor del sistema debe brindar la capacitación al personal de CFE en la operación, funcionamiento y mantenimiento de este sistema y entregar los manuales de montaje, instructivos de instalación, operación y mantenimiento escritos en idioma español. Debiendo cumplir con lo indicado en la norma NRF-002-CFE.

6.16 Cálculo del Incremento de Presión

Para validar el cumplimiento del sistema que evita la explosión de transformadores y reactores de potencia, el fabricante del transformador debe proveer un modelo multi-físico completo que pueda predecir el rompimiento de las paredes del transformador y/o reactor de potencia causado por eventos de arcos eléctricos internos.

El modelo multi-físico debe incluir el estudio de la vaporización del aceite subsecuente a la falla dieléctrica, la presurización del gas generado, la subsecuente propagación de presión de las ondas a través del tanque, el incremento de presión estática a través del tanque, la interacción entre el aceite presurizado y la estructura del tanque. En este modelo multi-físico, se debe tomar como base los puntos donde existe probabilidad alta de falla tales como el embobinado, el cambiador de derivaciones bajo carga y las cajas de cable con aceite/cajas de cable para boquillas en aceite. El modelo multi-físico debe ser soportado por datos experimentales.

6.17 Cálculo de Despresurización

Antes de recibir la orden de compra, el fabricante del sistema deberá emitir a CFE un modelo multi-físico completo, el análisis del tamaño del sistema mecánico pasivo de descompresión y los resultados en términos del tiempo de despresurización para un arco eléctrico de mínimo 10 MJ que debe considerar los siguientes parámetros:

a) la abertura de los discos de ruptura en función del tiempo y el gradiente de presión.

b) La producción de gas inflamable y explosivo durante la despresurización en función del tiempo.

c) El volumen de la mezcla gas-aceite que debe ser evacuada para evitar la explosión y el incendio del transformador y/o reactor, en función del tiempo.

d) La caída de presión del tanque del transformador y/o reactor, en función del tiempo.

e) La caída del estrés del tanque del transformador y/o reactor, subsecuente a proceso de despresurización.

f) La expansión del tanque versus tiempo durante el proceso de presión dinámica y estática.

7 PROTECCIÓN AMBIENTAL

Cualquiera de las actividades relacionadas con la instalación, puesta en servicio, operación y/o mantenimiento del "sistema automático para prevención y protección contra explosión e incendio a base de inyección de nitrógeno para transformadores y reactores de potencia, se debe contar con el criterio de protección ambiental establecido por la secretaría del medio ambiente recursos naturales y pesca (SEMARNAT), a través de sus leyes y reglamentos conducentes a controlar y reducir la generación de contaminantes al aire, agua y suelo.

En caso de violación y/o incumplimiento de la Legislación Ambiental, en que se incurra por parte del proveedor durante la instalación del Sistema contra Incendio, este por su cuenta debe ejecutar los trabajos de limpieza o restauración de manera inmediata cumpliendo con lo establecido en la NOM-138-SEMARNAT/SSA.

Además se debe cumplir con la norma NOM-EM-138-ECOL.

8 SEGURIDAD INDUSTRIAL

Cualquier actividad de montaje, instalación, puesta en servicio, operación, supervisión mantenimiento o inspección relacionada con el sistema contra incendio debe apegarse al reglamento de seguridad e higiene de cfe en el capítulo correspondiente al tipo de proceso.

El sistema contra incendio debe incluir la hoja de datos de seguridad (HDS) del nitrógeno conforme al Apéndice C de la NOM-018-STPS.

El sistema contra incendio así como los detectores debe contar con una placa o etiqueta la cual contenga la información requerida por el apartado 6.11 de la NOM-002-STPS.

El sistema contra incendio debe cumplir con los requisitos de seguridad señalados en la norma NOM-002-STPS.

La identificación de la tubería del sistema contra incendio debe ser conforme a lo señalado en la norma NOM-026-STPS.

El cilindro de gas inerte debe ser identificado con el señalamiento que se establece en la norma NOM-018-STPS.

El sistema contra incendio debe incluir señales o avisos de seguridad e higiene, éstos deben ser acordes con la norma de referencia NRF-013-CFE.

9 EMPAQUE Y EMBARQUE, EMBARQUE, TRANSPOTACION, DESCARGA, RECEPCION, ALMACENAJE Y MANEJO

El equipo debe ser empacado y embarcado de acuerdo a lo indicado en la norma de referencia NRF-001-CFE y además debe cumplir con lo siguiente:

a) El sistema debe embarcarse con todos sus accesorios, en cajas de madera a prueba de impactos, con soportes a lo largo cuando proceda.

b) Cada caja o bulto debe llevar una lista de empaque indicando las partes que contiene y se debe marcar con letra visible lo siguiente:

- Número de orden de CFE.
- Indicación de los puntos de izaje y masa.
- Condiciones de almacenamiento, estiba y seguridad.
- Cada caja o bulto debe llevar notas/símbolos de advertencia indicando el almacenaje apropiado, el cual debe ser protegido de la intemperie.

10 CONTROL DE LA CALIDAD

El fabricante y/o proveedor del sistema debe proporcionar una relación de control de la instalación, inspecciones (por parte del LAPEM) y de pruebas que forman parte del control de la calidad durante el proceso de diseño, fabricación (atestiguadas en fabrica), e instalación de su producto (inspección en destino final), así como de sus subcontratistas y compañías de instalación subcontratadas por CFE. A solicitud de la comisión, debe mostrar su manual de control de calidad y procedimientos de fabricación con el fin de verificar el seguimiento.

10.1 Inspecciones, Pruebas de Aceptación y Certificación

Las compañías de instalación acreditadas y el fabricante proveerán a CFE los planos, diagramas eléctricos y especificaciones correspondientes de la instalación producto a realizar.

a) Pruebas de aceptación.

Todas las partes del conjunto de la instalación deben ser plenamente probadas para asegurar de que se encuentran en condiciones de operación. El proveedor debe efectuar pruebas de aceptación en el campo en presencia del representante de la CFE y el LAPEM.

El proveedor debe llevar a cabo una prueba simulada de operación del sistema.

- **Inspección de la instalación**

  Las compañías de instalación acreditadas deben apegarse al manual de instalación del sistema, instrucciones, planos y diagramas eléctricos y la lista para inspección previamente autorizada por la CFE: Inspección Mecánica de la Instalación final del Sistema.

El fabricante debe llevar a cabo una prueba simulada de operación del sistema previo a la realización de las pruebas de aceptación

- **Pruebas de aceptación**

  La instalación del sistema debe ser plenamente aceptada por el fabricante con la aprobación de la lista para inspección previamente revisada y autorizada por el área usuaria en conjunto con LAPEM: inspección mecánica de la instalación final del producto para asegurar de que se encuentran en condiciones de operación. El fabricante debe efectuar pruebas de aceptación en el campo en presencia del representante de la CFE (LAPEM).

- **Programa de Pruebas para Puesta en Servicio**

  El fabricante debe preparar con anticipación un programa de pruebas, el cual debe ser someterlo al acuerdo de la CFE.

  Para la aceptación total del sistema se requiere de la aceptación de avisos de prueba del sistema en funcionamiento en campo.

b) Programa de pruebas.

Previo a la realización de las pruebas de aceptación, el proveedor debe preparar con anticipación un programa de pruebas, el cuál debe someterlo al acuerdo de la CFE, mediante pruebas de rutina inspeccionadas en las instalaciones del fabricante como del sistema ya colocado en su lugar final.

10.2 Certificación de la Instalación del Sistema por el Fabricante.

El fabricante debe proveer un certificado de inspección y pruebas a CFE que garantiza la instalación correcta del sistema y que este se puede poner en servicio.

Además el fabricante debe someterse al sistema de avisos de prueba inspeccionado por personal del LAPEM

El fabricante debe proveer los reportes correspondientes a la inspección y pruebas del sistema los cuales confirman que los trabajos que cubren el contrato para instalación del sistema ente la compañía de instalación acreditada y CFE han sido completados satisfactoriamente de acuerdo a los planos y especificaciones previamente aprobados por el fabricante y por CFE.

Todas las pruebas deben llevarse a cabo en base a la norma IEC 60186, NMX-CC-9001-IMNC e ISO 9001.

10.3 Pruebas a Componentes y Dispositivos Auxiliares

El fabricante es responsable de llevar a cabo la evaluación y seguimiento del sistema de calidad de sus sub-proveedores y compañías de instalación acreditadas.

10.4 Pruebas Ambientales a los Transformadores

El fabricante del transformador es responsable de efectuar las pruebas necesarias que garanticen lo establecido en esta especificación a todos los materiales expuestos al medio ambiente. Como por ejemplo, los indicados a continuación, además de cualquier otro material que se degrade al estar sujeto a las condiciones ambientales.

10.5 Pruebas al Sistema Contra Incendio Terminado

10.5.1 Pruebas de diseño

Este tipo de pruebas se correrán desde las pruebas de rutina tanto simulado como en el sistema ya armado durante las inspecciones y pruebas de rutina.

10.6 Pruebas de Prototipo

La Gerencia de LAPEM determinara las pruebas prototipo necesarias para la evaluación de la efectividad de la operación del sistema o subcomponentes y debe avalar las que el fabricante realice en su planta.

El proveedor debe efectuar una prueba real de la operación completa del sistema o atestiguar esta prueba por medio del LAPEM certificar con algún laboratorio aprobado la ejecución de esta prueba.

Cualquier resultado no satisfactorio en cualquiera de las pruebas de rutina es motivo de rechazo del suministro.

10.7 Pruebas de Despresurización Rápida

El fabricante del sistema certificará que la prevención de explosión e incendio para transformadores y/o reactores de potencia basados en la despresurización rápida del tanque principal del transformador, de los cambiadores de derivaciones bajo carga o las cajas de cable con aceite/cajas de cable para boquillas en aceite se activa con el primer pico de presión dinámica antes de que la presión estática aumente y de que el tanque del transformador explote. Por tanto, un certificado oficial de prueba otorgado por un laboratorio reconocido e independiente y de un país diferente al país de fabricación deberá ser provisto a CFE.

El fabricante del sistema deberá mostrar un certificado de pruebas que se han efectuado una serie de al menos 25 pruebas exitosas ante eventos de arcos eléctricos, de los cuales al menos 5 pruebas deben ser de más de 1 MJ dentro del tanque de un transformador y/o reactor de potencia cerrado y lleno de aceite. Este Certificado de Prueba deberá ser otorgado por un laboratorio reconocido e independiente y de un país diferente al país de fabricación.

11 CARACTERÍSTICAS PARTICULARES

Las Características Particulares que se refieren en la presente especificación son las mostradas en el formato CPE-416 anexo a la presente.

12 BIBLIOGRAFÍA

[1] **NFPA-70-2002** National Electrical Code.

[2] **NFPA-2010** Standard For Fixed Aerosol Fire-Extinguishing Systems.

[3] **CFE-D8500-03-2012** Recubrimientos Anticorrosivos y Pintura para Centrales Termoeléctricas y Eólicas.

[4] **CFE-L0000-15-2012** Colores Normalizados.

[5] **NFPA-850-2015** Recommended Practice for Fire Protection for Electric Generating Plants and High Voltage Direct Current Converter Stations.

[6] **NFPA-851-2010** Recommended Practice for Fire Protection for Hydroelectric Generating Plants.

CARACTERÍSTICAS DIVERSAS

Condiciones ambientales del sitio _____

_____

Altitud de sitio _____

Diseño por sismo _____

Acabado _____

Ubicación del aceite desalojado _____

_____

Respiración y diámetro del tubo de conducción del aceite desalojado